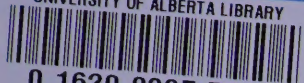


UNIVERSITY OF ALBERTA LIBRARY



0 1620 0335 7603

TP 125

TDA Summary-2

TP 125

CDT Sommaire-2

Arctic Oil
and Gas
Transportation
Summary and
1975 Update

Transport
du pétrole et
du gaz naturel
de l'Arctique

Etude sommaire
et mise à jour
pour l'année
1975

Transportation
Development
Agency



Centre de
Développement des
Transports



PAM: 622.32:656
CTDA

POLAR
PAM
4318

POLARPAM



Transport
Canada

Transports
Canada

Development

Développement

TP 125

TDA Summary-2

TP 125

CDT Sommaire-2

BOREAL INSTITUTE
LIBRARY

Arctic Oil
and Gas
Transportation

Summary and
1975 Update

April 1976

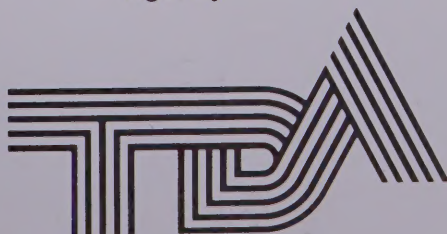
Transport
du pétrole et
du gaz naturel
de l'Arctique

Etude sommaire
et mise à jour
pour l'année
1975

Avril 1976

Transportation
Development
Agency

Centre de
Développement des
Transports



Rec'd: SEP 2 1978

Order No. 1

Price: Free.

Ac. No.: Transp.

Develop. Agency.

25420

© Minister of Supply and Services Canada 1976
Catalogue No. T48-12/1976

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1976
No de catalogue T48-12/1976

This study of the relative economics of moving oil and gas from the Arctic Islands to southern markets was launched in the latter half of 1972, and the bulk of investigations and analysis was conducted in 1973 by the Transportation Development Agency and Acres Consulting Services. Following unforeseen delays, the report, entitled "Transportation of Oil and Gas from the Arctic Islands", was completed in 1974.

During this entire period, the question of energy resources attracted world-wide attention and some changes in the study were incorporated as events unfolded.

Although this summary is based largely on work carried out during 1973 and 1974, it does present tariffs in terms of 1975 dollars, rather than 1972.

This exploratory work has succeeded in the modest objective of identifying transportation systems which show the greatest potential for carrying oil and gas from the Arctic Islands. Furthermore, it prepares the way for more narrowly focused studies in the future.

C'est au cours de la deuxième moitié de l'année 1972 que fut amorcée cette étude portant sur la rentabilité des divers modes de transport du pétrole et du gaz naturel des îles de l'Arctique vers les marchés du sud. La majeure partie des recherches et des analyses a été faite en 1973 par le Centre de Développement des Transports et la société "Acres Consulting Services". A la suite de retards imprévus, le rapport intitulé "Transport du pétrole et du gaz naturel des îles de l'Arctique" fut terminé en 1974.

Pendant toute cette période, la question des ressources énergétiques a soulevé l'intérêt de toutes les nations et certaines modifications furent apportées à l'étude à mesure que de nouveaux faits ont surgi.

Bien que cette étude s'inspire en grande partie de travaux effectués en 1973 et 1974, les tarifs y sont exprimés en dollars de 1975 et non de 1972.

Cette étude préparatoire a atteint son modeste objectif, à savoir, cerner les moyens de transport qui conviennent le mieux à l'acheminement du pétrole et du gaz naturel des îles de l'Arctique. En outre, il trace le chemin à d'autres études plus précises sur ce sujet.

Contents

Table des matières

1.	Background	1
2.	Objectives	2
3.	Assumptions	3
4.	Methodology	4
5.	Study Cases	7
5.1.	Pipeline	7
5.2.	Air/Marine	8
5.3.	Pipeline/Marine	9
5.4.	Pipeline/Rail	10
5.5	Summary of Study Cases	11
6.	Analysis of Results	17

1.	Introduction	1
2.	Objectifs	2
3.	Hypothèses	3
4.	Méthodes suivies	4
5.	Etude de cas	7
5.1.	Transport par pipe-line	7
5.2.	Transport aérien et transport maritime	8
5.3.	Transport par pipe-line et transport maritime	9
5.4.	Transport par pipe-line et transport par rail	10
5.5	Sommaire de l'étude des cas	11
6.	Analyse des résultats	17

Illustrations

Map 1	Study Area	5
Map 2	Selected Cases	6
Graph 1	Sensitivity Study – Tariff vs. Rate of Return (Gas)	13
Graph 2	Sensitivity Study – Tariff vs. Rate of Return (Oil)	14
Graph 3	Sensitivity Study – Tariff vs. Flow Rate (Gas)	15
Graph 4	Sensitivity Study – Tariff vs. Flow Rate (Oil)	16

Illustrations

Carte 1	Région à l'étude	5
Carte 2	Cas choisis	6
Graphique 1	Analyse tarifaire – Tarif par rapport aux taux de rendement (gaz naturel)	13
Graphique 2	Analyse tarifaire – Tarif par rapport au taux de rendement (pétrole)	14
Graphique 3	Analyse tarifaire – Tarif par rapport au débit (gaz naturel)	15
Graphique 4	Analyse tarifaire – Tarif par rapport au débit (pétrole)	16

1. Background

For some time before this study was undertaken, numerous schemes for transporting oil and gas from the Arctic Islands were suggested to a number of federal agencies. It soon became apparent that a single agency which would receive such suggestions and develop a suitable means for their evaluation was required. TDA was chosen for this role.

Apart from the fact that some of these schemes were based on paper designs with limited substantiating information on performance and costs, the Arctic Islands themselves and their petroleum resources remained largely unknown in many respects related to the problem being studied.

For example: the proven gas and oil reserves in 1972 represented a fraction of the assumed reserves based on geological data; no oil or LNG tanker capable of year round service even to Resolute Bay had been designed (the Manhattan could not qualify); knowledge of laying Arctic pipelines was limited to a few experimental projects. Even topographical and hydrological information was incomplete.

On the positive side, aircraft had been operating extensively in the Arctic for years, and supply ships for some time had been navigating Arctic waters each summer.

On balance, it was judged worthwhile to conduct the study in spite of the unknowns, recognizing that the results would be of a preliminary nature.

1. Introduction

Quelque temps avant que cette étude soit entreprise, de nombreux projets relatifs au transport du gaz naturel et du pétrole provenant de l'Arctique avaient été soumis à un certain nombre d'organismes fédéraux. Toutefois, on a rapidement senti le besoin de désigner un seul organisme qui serait apte à recevoir les projets et à les évaluer. Le CDT fut choisi pour remplir cette fonction.

A part le fait que certains de ces projets s'appuyaient sur des plans théoriques marqués par une insuffisance de données touchant le rendement et les coûts, les îles de l'Arctique elles-mêmes et leurs ressources pétrolières demeuraient, à bien des égards, une inconnue en ce qui concerne le problème à l'étude.

A titre d'exemple, les réserves connues de gaz naturel et de pétrole ne représentaient en 1972 qu'une fraction des réserves évaluées d'après les données géologiques; on ne disposait d'aucun pétrolier ou méthanier capable de se rendre toute l'année durant jusque dans la Baie Resolute au moins, (le Manhattan ne pouvait effectuer ce trajet); les connaissances relatives à l'aménagement de pipe-lines dans l'Arctique se limitaient à quelques projets expérimentaux. Même les données topographiques et hydrologiques étaient insuffisantes.

Parmi les faits positifs, il convient de relever la présence soutenue des avions dans l'Arctique depuis plusieurs années et l'incursion, depuis peu, de navires-ravitailleurs sur les mers de l'Arctique pendant l'été.

Tout compte fait, on a jugé bon de poursuivre l'étude, malgré les inconnues, reconnaissant que les résultats obtenus seraient en définitive de nature préliminaire.

2. Objectives

The study was to satisfy two objectives:

- To develop a preliminary understanding of the comparative economics of various delivery systems proposed for oil and gas from the Arctic Islands;
- To develop a flexible means of evaluating future and present transportation modes and systems, under varying flow, cost, and other conditions.

2. Objectifs

L'étude visait deux objectifs:

- Fournir une première étude comparative de la rentabilité de divers systèmes de transport du pétrole et du gaz naturel, à partir des îles de l'Arctique;
- Etablir une méthode flexible d'évaluation des modes et systèmes de transport, présents et futurs, tenant compte du taux d'utilisation, du coût et de certains autres facteurs.

3. Assumptions

To overcome the lack of specific information, a number of important assumptions were made:

- The time frame 1980-2000 was set.
- Oil and gas reserves based on the 1972 Geological Survey of Canada were treated as proved.
- Ellef Ringnes Island was selected as the main origin for both oil and gas, with Melville Island as an alternative.
- Only systems considered feasible and likely to be available by 1980 were considered in detail.
- To attempt to express the degree of uncertainty of some of the modal information, arbitrary cost tolerances were assigned.
- A standard flow rate of 1.5 trillion cubic feet per year (i.e. 4 BCFD) was taken for gas.
- A standard flow rate of 274 million barrels per year (i.e. 0.75 mm b/d) was taken for oil.
- A standard rate of return of 10 percent was taken.
- Each case studied was based on a single origin and destination.

3. Hypothèses

Pour pallier le manque de renseignements précis, nous avons émis un certain nombre d'hypothèses fondamentales:

- La période de 1980 à 2000 a été choisie pour l'étude.
- Les réserves de pétrole établies en 1972 par la Commission Géologique du Canada ont été tenues comme avérées.
- L'île Ellef Ringnes a été choisie comme étant le principal gisement de pétrole et de gaz naturel, l'île Melville étant retenue comme second choix.
- Seuls les systèmes jugés réalisables et qui existeront vraisemblablement en 1980, furent considérés.
- Au niveau des coûts, des limites arbitraires ont été établies pour bien indiquer à quel point les données relatives à certains modes de transport sont incertaines.
- On a établi à 1,5 billion de pieds cubes par an le débit moyen de gaz naturel (4 milliards de pieds cubes par jour).
- On a établi à 274 millions de barils par an le débit moyen de pétrole, (750,000 barils par jour).
- On a fixé le rendement moyen à 10%.
- Chaque cas a été étudié en fonction des mêmes points de départ et d'arrivée.

4. Methodology

All transportation modes and systems which could be identified by the study team were first subjected to a technical screening to eliminate those inherently unsuitable or unlikely to be available for the required time frame.

The remaining systems were broken down into elements so that a set of "building blocks" was established from which a wide variety of systems could be constructed.

Numerous systems were subjected to a preliminary evaluation based on two origins and a number of destinations (see Map 1). This indicated that the efforts of the team could most profitably be devoted to a comparative study of relatively conventional systems having the identical origin and destination.

The Ellef Ringnes to Montreal route was selected for these study systems (see Map 2):

- Pipeline from Ellef Ringnes to Montreal.
- B747F from Ellef Ringnes to Devon, tanker from Devon to Canso, pipeline from Canso to Montreal.
- Pipeline from Ellef Ringnes to Devon, tanker from Devon to Canso, pipeline from Canso to Montreal.
- Pipeline from Ellef Ringnes to Somerset, rail from Somerset to Montreal.

4. Méthodes suivies

Tous les modes et systèmes de transport relevés par l'équipe d'étude ont fait l'objet d'une vérification d'ordre technique visant à mettre de côté ceux qui ne convenaient absolument pas et ceux qui ne seraient probablement pas disponibles à la période prévue.

Les autres systèmes ont été décomposés de manière à obtenir un ensemble d'éléments à l'aide desquels on pourrait édifier une très grande gamme de systèmes.

Un grand nombre de systèmes a été soumis à une évaluation préliminaire basée sur deux points de départ et plusieurs points d'arrivée (voir la carte 1). On en a déduit que les efforts de l'équipe devraient tendre à une étude comparée de systèmes plus ou moins conventionnels ayant les mêmes points de départ et d'arrivée.

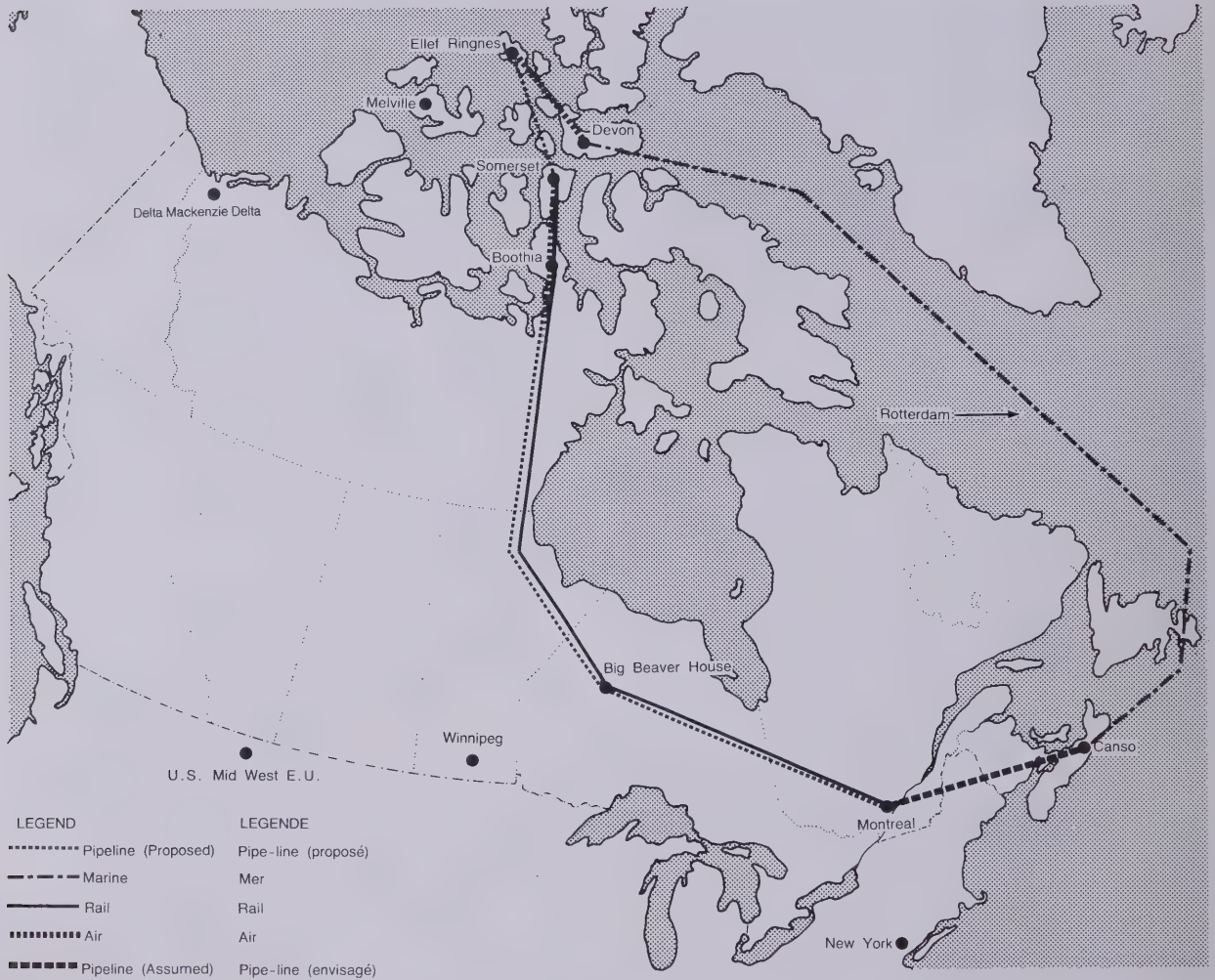
On a choisi le tracé Ellef Ringnes — Montréal pour les cas ci-dessous (voir la carte 2):

- Par pipe-line de Ellef Ringnes à Montréal.
- Par avion B747F de Ellef Ringnes à Devon, par bateau-citerne de Devon à Canso puis par pipe-line de Canso à Montréal.
- Par pipe-line de Ellef Ringnes à Devon, par bateau-citerne de Devon à Canso et par pipe-line de Canso à Montréal.
- Par pipe-line de Ellef Ringnes à Somerset, par chemin de fer de Somerset à Montréal.



Map 1 – Study Area

Carte 1 – Région à l'étude



Map 2 – Selected Cases

Carte 2 – Cas choisis

5. Study Cases

5. Etude de cas

5.1 Pipeline

A special study was conducted to derive the capital and operating costs of 48 inch gas and oil pipelines from Ellef Ringnes to Montreal via the western shore of Hudson's Bay. This was based on comparing similar segments of other studies with segments of the selected route, and is estimated to be accurate within -15 and +30 percent.

After the special study was completed, the acceptance by the study team of a lower standard flow rate for oil resulted in the change to a 42 inch pipe.

In order to provide a factor of security in Arctic underwater crossings, multiple lines are assumed for both oil and gas.

The total length of each line is 2,840 miles; cost figures for each line do not reflect any possible saving that might be realized if both lines could be built as a single project.

Pipeline Summary

	48 inch gas	42 inch oil
Total Capital Cost	\$8.9B	\$5.1B
Annual Operating Cost	\$196M	\$ 73M
Standard Tariff	\$1.70	\$5.05
Pumping Stations	40	28
Installed Power	2.3M/HP	1.1M/HP

Traditionally, the pipeline is the standard means for transporting oil or gas long distances overland, and this study considers the pipeline tariffs as yardsticks against which other modal tariffs can be assessed. For this reason, any improvement in accuracy based on new knowledge would be beneficial.

5.1 Transport par pipe-line

Une étude spéciale a été faite en vue d'établir les coûts d'implantation et d'exploitation d'un oléoduc et d'un gazoduc de 48 pouces de diamètre entre Ellef Ringnes et Montréal, et passant par la rive ouest de la Baie d'Hudson. A cette fin, nous avons puisé dans d'autres études les données relatives à des tronçons analogues à ceux qui composent le tracé retenu; nous estimons que les résultats sont exacts à -15% et +30% près.

Au terme de cette étude spéciale, l'équipe accepta de considérer, dans le cas du pétrole, un débit moyen plus faible, ce qui a permis de réduire à 42 pouces le diamètre de l'oléoduc envisagé.

Afin d'assurer la sécurité des passages sous-marins dans l'Arctique, on a prévu plusieurs lignes tant pour le pétrole que pour le gaz naturel.

La longueur totale de chacune de ces lignes serait de 2,840 milles; cependant, le coût établi pour chaque ligne ne tient pas compte de l'économie réalisable si les deux lignes étaient construites en même temps.

Sommaire — pipe-line

	gazoduc: 48 po	Oléoduc: 42 po
Immobilisation totale	\$8.9 milliards	\$5.1 milliards
Coût annuel d'exploitation	\$196 millions	\$73 millions
Tarif régulier	\$1.70	\$5.05
Stations de pompage	40	28
Puissance installée	2.3 millions de Hp	1.1 million de Hp

Le pipe-line a toujours été le principal moyen de transport terrestre du pétrole et du gaz naturel sur de longues distances. Cette étude propose donc le tarif correspondant aux pipe-lines comme point de comparaison pour l'évaluation des tarifs propres aux autres modes de transport. Il en ressort qu'un plus haut degré d'exactitude, fondé sur des faits nouveaux, serait profitable.

5.2 Air/Marine

For all non-pipeline cases, gas is liquified in prefabricated LNG modules in the Arctic and shipped in refrigerated containers of various types. The liquefaction cost is treated as a tariff building block, and is 35 cents per mcf for the standard case. Regasification, at 12 cents per mcf, is treated in a similar manner.

Boeing 747F tankers, equipped to carry better than 300,000 lbs. payload, take LNG from a plant near the wellhead on Ellef Ringnes to a trans-shipment point on Devon Island. From there, Class 6 icebreaking LNG tankers of 125,000 cubic metres capacity carry the LNG to a port in the Straits of Canso, where it is regasified and pumped to Montreal via conventional pipeline. The latter does not exist at present, but a tariff was estimated on the basis of similar distances in similar terrain.

Air/Marine Summary (Gas)

	Aircraft	Ships	Total System
Capital Cost	\$3.4B	\$3.4B	\$10.1B
Annual Operating Cost	\$1.2B	\$0.7B	\$ 2.0B
Standard Tariff	\$1.15/mcf	\$0.75/mcf	\$2.50/mcf
Fleet Size	66	26	—

Oil shipment by air/marine links is similar except that liquefaction and regasification are not required. The aircraft are Boeing 747F tankers, and the ships are Class 6 icebreaking tankers of 250,000 tons capacity.

5.2 Transport aérien et transport maritime

Dans tous les cas où l'on n'a pas recours au pipe-line, le gaz est liquéfié sur place puis expédié en récipients frigorifiques de types divers. Le coût de la liquéfaction qui a été fixé à 35 cents par million de pi 3 pour les cas réguliers, constitue un des éléments du tarif. Quant au coût de la gazéification, il a été fixé à 12 cents par million de pi 3, et il figure également dans le tarif.

Les avions-citernes Boeing 747F, conçus pour une charge utile de plus de 300,000 lb, prennent le gaz liquéfié à l'installation de liquéfaction près du puits de Ellef Ringnes pour l'amener au point de transbordement sur l'île Devon. De là, des méthaniers brise-glace, classe 6, d'une capacité de 125,000 mètres.cubes, transportent le gaz liquéfié vers un port du détroit de Canso où il est gazéifié de nouveau et acheminé vers Montréal par un gazoduc classique. Celui-ci n'existe pas encore, mais le tarif a été établi à partir de chiffres correspondant à des pipe-lines de longueur égale implantés en terrains de même nature.

Sommaire — air/mer (gaz naturel)

	Avion	Bateau	Bimode
Immobilisation (en milliards)	\$3.4	\$3.4	\$10.1
Coût annuel d'exploitation (en milliards)	\$1.2	\$0.7	\$2.0
Tarif régulier (par million de pi3)	\$1.15	\$0.75	\$2.50
Flotte	66	26	—

L'expédition du pétrole par voie aérienne puis maritime se fait de la même façon sauf que la liquéfaction et la gazéification sont éliminées. Les avions-citernes sont des Boeing 747F et les bateaux des pétroliers brise-glace, classe 6, d'une capacité de 250,000 tonnes.

Air/Marine Summary (Oil)

	Aircraft	Ships	Total System
Capital Cost	\$4.2B	\$0.7B	\$5.1B
Annual Operating Cost	\$1.5B	\$0.2B	\$1.8B
Standard Tariff	\$8.10/ bbl	\$1.05/ bbl	\$9.75/ bbl
Fleet Size	82	9	—

The aircraft costs are estimated to be accurate within ± 10 percent, and the shipping costs within - 15 and + 30 percent.

5.3 Pipeline/Marine

Instead of an air link from Ellef Ringnes to Devon, a pipeline system is installed; for gas, the liquefaction plant is on Devon instead of Ellef Ringnes.

In all other respects, this is identical to the Air/Marine case.

Pipeline/Marine Summary

	Gas	Oil
Capital Cost	\$9.2B	\$2.4B
Annual Operating Cost	\$795M	\$200M
Standard Tariff	\$1.75/mcf	\$3.00/bbl

Sommaire – air/mer (pétrole)

	Avion	Bateau	Bimode
Immobilisation (en milliards)	\$4.2	\$0.7	\$5.1
Coût annuel d'exploitation (en milliards)	\$1.5	\$0.2	\$1.8
Tarif régulier	\$8.10/ baril	\$1.05/ baril	\$9.75/ baril
Flotte	82	9	—

Le coût du transport aérien est précis à $\pm 10\%$ près et celui du transport par bateau, à - 15% et + 30% près.

5.3 Transport par pipe-line et transport maritime

Le transport, de Ellef Ringnes à Devon, est assuré par pipe-line plutôt que par avion; quant à l'usine de liquéfaction du gaz naturel, elle se trouve à Devon au lieu de Ellef Ringnes.

A tous autres égards, le transport est comparable à celui assuré par avion puis bateau.

Sommaire – pipe-line/mer

	Gaz naturel	Pétrole
Immobilisation (en milliards)	\$9.2	\$2.4
Coût annuel d'exploitation (en millions)	\$795	\$200
Tarif régulier	\$1.75 le million de pi3	\$3.00 le baril

5.4 Pipeline/Rail

Gas is piped from Ellef Ringnes to a liquefaction plant on Somerset, then shipped as LNG by unit train over an exclusive right of way to a regasification plant in Montreal. Oil follows the same route and uses the same railway but different rolling stock.

Rail costs are estimated for LNG alone, for oil alone and for a mixed flow.

Pipeline/Rail Summary

	Gas Alone	Oil Alone	Gas + Oil
Capital Cost	\$18.9B	\$14.0B	\$23.7B
Annual Operating Cost	\$ 550M	\$ 225M	\$ 775M
Standard Tariff	\$3.60/ mcf	\$16.60/ bbl	\$2.25/ 10.05
No. Train Sets	84	43	—
Tank Cars Per Train	110	165	—

Cost tolerances for rail are ± 30 percent.

It was recognized that a railway from Somerset to Montreal would, in reality, take advantage of existing lines in Southern Canada, but the line as portrayed also serves as a yardstick for comparing new land based modes where no such advantage exists.

5.4 Transport par pipe-line et par rail

Le gaz naturel est transporté par gazoduc de Ellef Ringnes à l'usine de liquéfaction de Somerset. De là, il est expédié, sous forme liquide, dans des wagons-citernes voyageant sur une voie exclusive jusqu'à une usine de gazéification à Montréal. A l'étape du transport ferroviaire, le pétrole est acheminé par la même voie mais dans des wagons-citernes différents.

Le coût du transport par rail a été calculé d'une part pour le gaz naturel liquéfié, d'autre part pour le pétrole, puis pour un débit mixte.

Sommaire — pipe-line/rail

	Gaz naturel	Pétrole	Gaz naturel et pétrole
Immobilisation (en milliards)	\$18.9	\$14.0	\$23.7
Coût annuel d'exploitation (en millions)	\$550	\$225	\$775
Tarif régulier	\$3.60/ million de pi3	\$16.60/ baril	\$2.25/ 10.05
Nombre de convois	84	43	—
Nombre de wagons-citernes par convoi	110	165	—

Les marges d'erreur touchant les coûts du transport par rail peuvent être de $\pm 30\%$.

Il est admis, qu'en réalité, on emprunterait les voies ferrées existant dans la partie sud du Canada pour le transport entre Somerset et Montréal, mais le tracé représenté ici sert aussi de critère pour l'établissement de nouveaux modes de transport terrestre dans les régions non desservies déjà.

5.5 Table 1. Summary of Study Cases

	Pipeline	B747F Tanker Arctic Tanker Pipeline	Pipeline Arctic Tanker Pipeline	Pipeline – Rail	
				Independent	Combined
Gas					
Tariff (\$/mcf)	1.70	2.50	1.75	3.60	2.25
Capital (\$ billion)	8.9	10.1	9.2	18.9	23.7**
Operating (\$million/year)	196	2,040	795	550	775**
*Efficiency (%)	90	67	76	86	—
Oil					
Tariff (\$ /bbl)	5.05	9.75	3.00	16.60	10.05
Capital (\$ billion)	5.1	5.1	2.4	14.0	23.7**
Operating (\$ million/year)	73	1,790	200	225	775**
*Efficiency (%)	98	80	95	98	—

*Delivered energy as a percentage of the energy input plus energy used in transportation.

**Total of oil and gas.

All figures are in 1975 dollars and are cited for standard flow and 10% rate of return.

5.5 Tableau 1 Sommaire de l'étude des cas

	Pipe-line	Avion-citerne B747F Bateau-citerne Pipe-line	Pipe-line Bateau-citerne Pipe-line	Pipe-line — rail	
				un seul produit	deux produits
Gaz naturel					
Tarif (\$/million de pi3)	1.70	2.50	1.75	3.60	2.25
Immobilisation (en milliards de dollars)	8.9	10.1	9.2	18.9	23.7**
Coût d'exploitation (en millions de dollars/an)	196	2,040	795	550	775**
*Rendement (%)	90	67	76	86	—
Pétrole					
Tarif (\$/baril)	5.05	9.75	3.00	16.60	10.05
Immobilisation (en milliards de dollars)	5.1	5.1	2.4	14.0	23.7**
Coût d'exploitation (en millions de dollars/an)	73	1,790	200	225	775**
*Rendement (%)	98	80	95	98	—

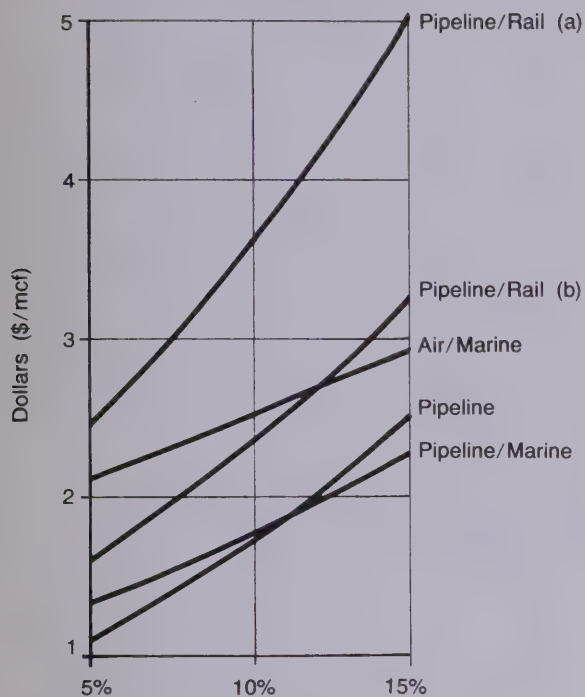
*Energie disponible après déduction des dépenses
d'énergie à l'extraction et pour le transport.

**Pétrole et gaz naturel, au total.

Tous les chiffres sont fondés sur le dollar de 1975
et correspondent à un débit normal et à un
rendement de 10%.

(a) rail carrying one product only

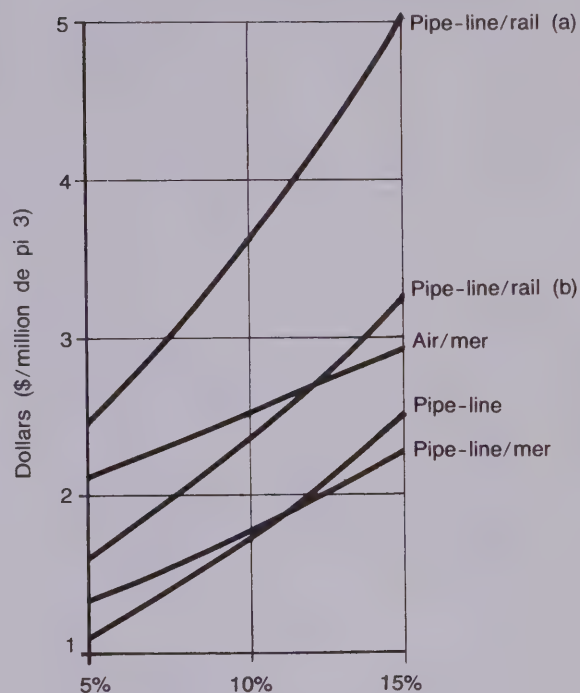
(b) rail carrying oil and LNG



Graph 1. Sensitivity Study
Tariff vs. Rate of Return (Gas)

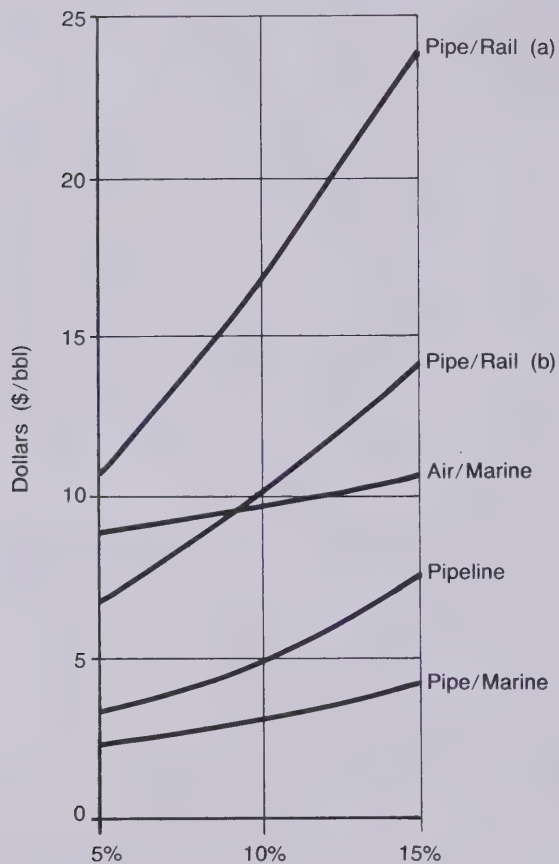
(a) par rail, un seul produit

(b) par rail, pétrole et gaz naturel liquéfié



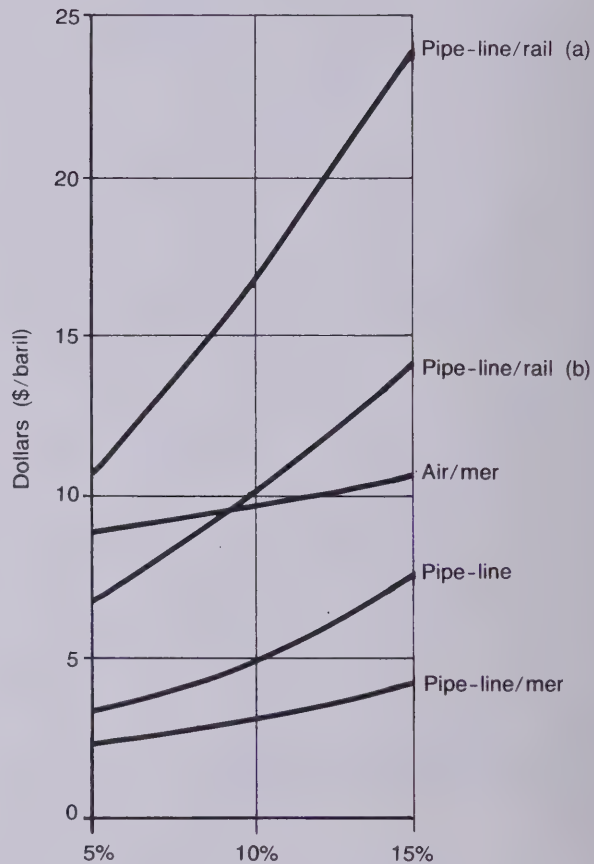
Graphique 1. Analyse tarifaire
Tarif par rapport au taux de rendement (gaz naturel)

- (a) rail carrying one product only
(b) rail carrying oil and LNG



Graph 2. Sensitivity Study
Tariff vs. Rate of Return (Oil)

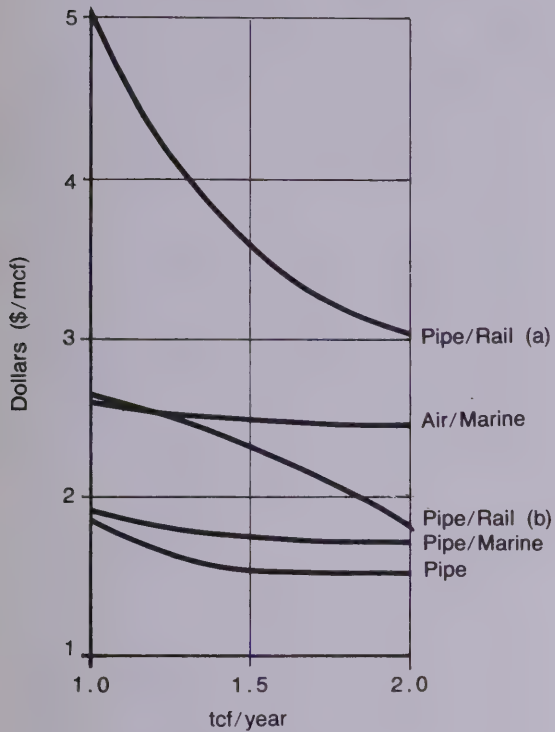
- (a) par rail, un seul produit
(b) par rail, pétrole et gaz naturel liquéfié



Graphique 2. Analyse tarifaire
Tarif par rapport au taux de rendement (pétrole)

(a) rail carrying one product only

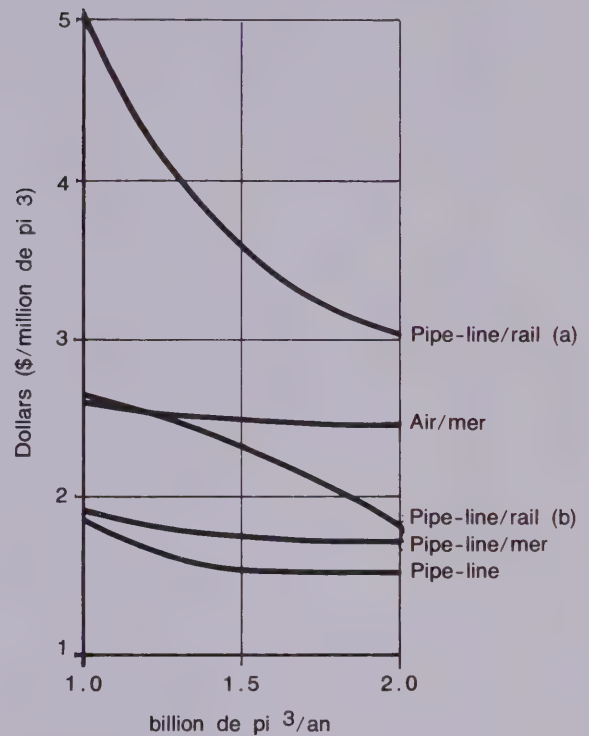
(b) rail carrying oil and LNG



Graph 3. Sensitivity Study
Tariff vs. Flow Rate (Gas)

(a) par rail, un seul produit

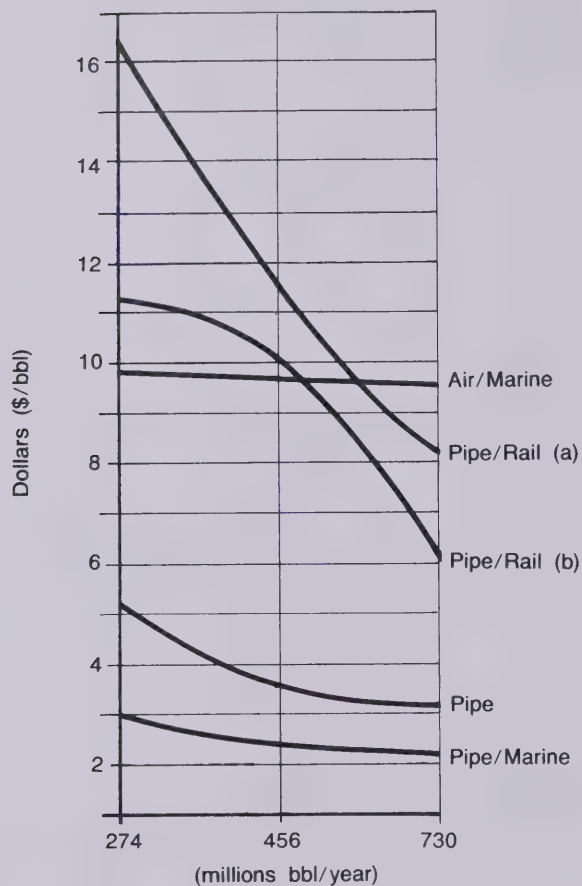
(b) par rail, pétrole et gaz naturel liquéfié



Graphique 3. Analyse tarifaire
Tarif par rapport au débit (gaz naturel)

(a) rail carrying one product only

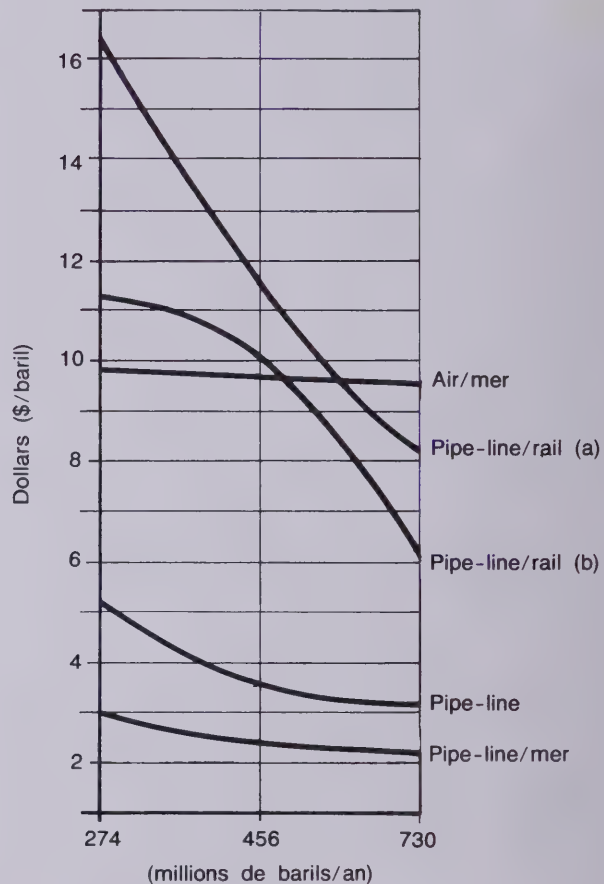
(b) rail carrying oil and LNG



Graph 4. Sensitivity Study
Tariff vs. Flow Rate (Oil)

(a) par rail, un seul produit

(b) par rail, pétrole et gaz naturel liquéfié



Graphique 4. Analyse tarifaire
Tarif par rapport au débit (pétrole)

6. Analysis of Results

The arbitrary constraints and assumptions on which the study was based, as well as the broad cost tolerances necessitated because of the relatively unknown terrain, preclude positive conclusions regarding the economic superiority of one mode or system over the others. Based upon the study results, it is possible, however, to offer general comments concerning the characteristics and potential of the competitive systems.

The air/marine cases have annual operating costs substantially higher than for any other system; this is attributable to the cost of operating large fleets of aircraft and ships. As a high volume system, this is neither economical nor realistic, but the technical and operational feasibility is considered reasonably high, and an air/marine system might prove to be economically competitive for transporting low volumes, especially for gas.

The pipeline/rail cases require a capital investment several times greater than other systems, but, as mentioned earlier, no attempt was made to take advantage of existing rail systems. Because the highest capital outlay is required in the northern portion of the rail route, the use of existing systems may not offer sufficient potential savings to make this system competitive. Based on the present study, other systems hold greater potential than pipeline/rail.

For carrying gas, pipeline appears slightly more economical than pipeline/marine at 10% return, but the positions are reversed at 15%. The pipeline/marine system also appears to become more attractive at lower flows than covered by the study case, but all comparisons are masked by the wide tolerances (-15, + 30%) applicable to both systems.

6. Analyse des résultats

Le caractère arbitraire des facteurs et des hypothèses sur lesquels repose l'étude et la nature approximative des prévisions des coûts, imposée par un terrain relativement peu connu, empêchent de tirer des conclusions absolues sur la supériorité économique d'un mode ou d'un système de transport par rapport aux autres. Partant des résultats de l'étude, il est cependant possible de faire certaines observations d'ordre général quant aux qualités et possibilités de systèmes concurrentiels.

Le coût annuel d'exploitation des modes air/mer est considérablement plus élevé que le coût d'exploitation des autres modes envisagés et s'explique par le coût d'exploitation d'importantes flottes d'aéronefs et de vaisseaux. Il ne serait ni économique ni réaliste d'envisager ce système pour le transport d'importantes quantités de pétrole et de gaz naturel malgré que, du point de vue technique et opérationnel, les possibilités sont bonnes. Un système air/mer pourrait cependant s'avérer concurrentiel pour le transport de faibles quantités, surtout dans le cas du gaz naturel.

Le système pipe-line/rail suppose une mise de fonds beaucoup supérieure à celle requise pour les autres options. Cependant, comme nous l'avons dit, l'étude ne tenait pas compte des réseaux ferroviaires déjà en place. Etant donné que la mise de fonds la plus importante couvrirait le tronçon septentrional de la voie ferrée, l'utilisation du réseau existant ne représenterait probablement pas une économie suffisante pour rendre ce mode concurrentiel. La présente étude semble indiquer que les autres modes offrent de plus grandes possibilités que le transport par pipe-line et rail.

Si l'on vise un rendement de 10%, l'acheminement du gaz naturel par gazoduc s'avère plus économique que par gazoduc et bateau. Cependant, si l'on prenait 15% comme rendement, c'est le contraire qui serait vrai. Il semble que le transport par pipe-line et bateau devient plus intéressant encore pour une quantité plus faible que celle qui a fait l'objet de l'étude, mais il est difficile de comparer les chiffres du fait des marges d'erreur considérables (- 15%, + 30%) retenues dans chaque cas.

For transporting oil, pipeline/marine appears to have a greater margin of superiority over pipeline, but again the wide tolerances render a positive conclusion impossible.

The sensitivity of all systems to flow volume and rate of return has been illustrated in Graphs 1 to 4. A more exact comparison requires a clear definition of these factors as well as reduced cost tolerances, possible only when more information on terrain and relevant technology has been gathered.

Based on the results, both the pipeline and marine modes appear to be the areas where research should be concentrated.

Dans le cas du pétrole, le transport par pipe-line et bateau semble encore plus supérieur au transport par pipe-line seul, mais là encore, il est impossible de tirer une conclusion valable, vu les marges d'erreur considérables retenues.

Les graphiques 1 à 4 démontrent jusqu'à quel point le débit et le rendement affectent chacun des modes étudiés. Pour arriver à une comparaison plus juste, il faudrait que ces deux facteurs soient précisés et que les marges d'erreur soient réduites, ce qui ne pourra se faire que lorsque des renseignements additionnels auront été obtenus en ce qui a trait au terrain et aux autres aspects d'ordre technique.

D'après les résultats de l'étude, il convient maintenant de concentrer l'étude sur le transport par pipe-line et par bateau.

Date Due

25420

Pam:
622.32:656
CTDA

University of Alberta Library



0 1620 0335 7603

Transportation
Development
Agency
1000 Sherbrooke W.
Montreal, Quebec
Canada

Centre de
Développement
des Transports
1000 ouest, rue Sherbrooke
Montréal, Québec
Canada